



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SÃO PAULO**  
DEPARTAMENTO DE CIÊNCIAS DO MAR  
BACHARELADO INTERDISCIPLINAR EM CIÊNCIAS E TECNOLOGIA DO MAR

Acauã Floriano Soares

**REVISÃO BIBLIOGRÁFICA DE PROCESSAMENTO PRIMÁRIO DE  
PETRÓLEO E TRATAMENTO INDIVIDUAL DE SEUS PRODUTOS E  
REJEITOS**

SANTOS, SP  
2018

ACAUÃ FLORIANO SOARES

**REVISÃO BIBLIOGRÁFICA DE PROCESSAMENTO PRIMÁRIO DE  
PETRÓLEO E TRATAMENTO INDIVIDUAL DE SEUS PRODUTOS E  
REJEITOS**

Monografia apresentada ao curso Bacharelado  
Interdisciplinar em Ciências do Mar da Universidade  
Federal de São Paulo, como pré-requisito para  
obtenção do título de Bacharel em Ciências do Mar.

Orientadora: Professora Michele Fripp Lazzari  
Schaefer

SANTOS, SP  
2018

So11r

Soares, Acauã Floriano, 1990-

Revisão bibliográfica de processamento primário do petróleo e tratamento individual de seus produtos e rejeitos. / Acauã Floriano Soares ; Orientadora: Profa. Dra. Michele Fripp Lazzari Schaefer. – Santos, 2018. 23 f.: il. color.; 30 cm.

Trabalho de conclusão de curso (graduação) – Universidade Federal de São Paulo - campus Baixada Santista, Curso de Bacharelado interdisciplinar em Ciência e Tecnologia do mar, 2018.

1. Processamento primário. 2. Tratamento de gás. 3. Tratamento de óleo. 4. Emulsões I. Schaefer, Michele Fripp Lazzari, Orientador. II. Título.

CDD 551.46

## **AGRADECIMENTOS**

Primeiramente, eu gostaria de dedicar esse trabalho a minha falecida avó Sonia Olinda Tavares Floriano, que infelizmente não conseguiu me ver completar essa trajetória, porém se não fosse por ela, eu jamais estaria aqui. Isso é mais seu do que meu.

Agradeço também a minha mãe e ao meu padrasto, Stela e Adib, que independentemente da situação sempre me ajudaram e me ensinaram todos os valores que realmente importam e me deram um amor incondicional nessa trajetória, sem eles nada disso seria possível.

Agradeço ao meu avô, minha tia e meu primo, José Floriano, Renata e Enzo respectivamente, que foram de fundamental importância para uma caminhada mais leve e tranquila por esse nesse trajeto.

Agradeço em especial a minha orientadora Michele Fripp Lazzari Schaefer pela confiança, orientação e paciência nessa jornada cheia de altos e baixos.

Agradeço a todos os amigos que cruzaram meu caminho nessa trajetória, todos de alguma maneira fizeram a diferença para que isso fosse possível.

## RESUMO

A presente monografia tem como objetivo apresentar uma breve explicação sobre a teoria orgânica, a ocorrência e produção de petróleo, os tratamentos para o enquadramento dos produtos e rejeitos resultantes do processamento primário, além de apresentar novas tecnologias para solução das dificuldades encontradas, avaliando os processos com base nos conceitos da indústria química. Foram avaliados a produção de petróleo, o processamento primário, a geração de emulsões, os impactos da água produzida, tanto para descarte em plataformas (offshore) ou em refinarias (onshore) quanto para reaproveitamento, e as exigências no tratamento para que os produtos (óleo e gás) atinjam as especificações necessárias para serem transportados e comercializados.

**Palavras-chave:** Processamento primário. Tratamento de gás. Tratamento de óleo. emulsões.

## **ABSTRACT**

This monograph aims to present a brief explanation of the organic theory, the occurrence and production of petroleum, the treatments for the gas, oil and water resulting from oil/water/gas separation, besides presenting new technologies to solve the difficulties encountered, evaluating the processes based on concepts of chemical industry. Petroleum production, water/oil/gas separation, emulsions, impacts of produced water, both for oil platforms (offshore) or oil refinery (onshore) and for reuse, treatment requirements for products (oil and gas) to reach the specifications required to be transported and marketed.

**Keywords:** primary production. gas treatment. oil treatment. water emulsion. primary recover. separator development.

## 1. INTRODUÇÃO

Conforme a teoria da origem orgânica, o petróleo é formado por significativas quantidades de material animal e vegetal que, sob a ação do calor e da pressão gera os hidrocarbonetos, que são misturas de compostos constituídos, em sua grande maioria, por moléculas de hidrogênio e carbono. Em geral, a rocha geradora ou rocha matriz, onde o petróleo é formado, não é o local onde o mesmo fica acumulado, pois devido à ação de grandes pressões do subsolo, o fluido migra até encontrar uma rocha porosa, que se cercado por uma rocha selante, mantém o petróleo preso à mesma.

A configuração da rocha, dependendo da pressão e do local, acumula água salgada ocupando as partes mais baixas, o óleo a camada intermediária e o gás ficando no topo, é exatamente por essas condições que não apenas o gás e o petróleo é produzido, mas também sedimentos (material de corrosão, impurezas sólidas em suspensão, areia, etc..) e água. Além destes, ainda há de se considerar compostos não constituídos por apenas carbono e hidrogênio, quer seja na fase gasosa ou líquida, tais como os contaminantes Gás Carbônico ( $\text{CO}_2$ ) e Ácido Sulfídrico ( $\text{H}_2\text{S}$ ), sendo assim, obrigatoriamente nenhuma destas fases é produzida isoladamente de seus contaminantes.

Entre todos os contaminantes do petróleo, sem dúvida o mais indesejável é a água, pois para ser removida, causa as maiores dificuldades, tanto devido à quantidade ou à forma (emulsionada) podendo estar presente na fase líquida. A forma emulsionada diz respeito à mistura de dois líquidos imiscíveis, no caso, água e óleo, sendo que um está disperso no outro em forma de gotículas e a estabilidade é mantida por um agente emulsificante. A água presente nos fluidos é oriunda do reservatório ou consequente de processos de recuperação, tal como injeção de água ou vapor. A mesma cresce de maneira ininterrupta quando comparada a continuidade da produção, no começo tendendo a zero até aproximando de 100% à medida que o poço vai chegando ao fim de sua vida produtiva. No interior de seu reservatório, a água e o óleo se encontram em fases separadas, porém devido à forte agitação imposta pelo processo de elevação e do intenso cisalhamento causado pela forte despressurização da válvula *choke*, a qual tem como função regular e limitar a vazão de produção dos poços.

Se faz indispensável a separação da água produzida com o petróleo, pois além de não apresentar valor econômico, as emulsões do tipo água-em-óleo têm sua viscosidade muito elevada quando comparada ao petróleo desidratado, o que afeta a logística de produção, pois há o aumento das perdas de carga, essas podendo levar à perda produção e prejudicando a eficiência do sistema de bombeio e transferência.

No processamento primário do petróleo, a elevada viscosidade das emulsões causa o aparecimento de espuma, necessitando assim de produtos químicos como antiespumante ou antiemulsificante, além do uso de elevadas temperaturas. Todavia, as emulsões quando submetidas à intensa agitação e cisalhamento, torna as mesmas mais estáveis devido a formação de gotas menores, por conseguinte haverá a necessidade de empregar equipamentos de maiores dimensões e maior uso de desemulsificantes.

Correntes de fluidos que chegam a superfície através dos *manifolds* de produção de diferentes poços onshore ou offshore, ainda sem enquadramento adequado à exportação e utilização. A produção os hidrocarbonetos (óleo e gás) como sendo o interesse econômico, há a necessidade de dotar campos de facilidades de produção, estas destinadas a exercer o processamento primário de fluidos, ou seja, separar água, óleo e gás. Logo o Processamento tem como finalidade oferecer a separação óleo/água/gás; tratar hidrocarbonetos para que possam ser transferidos para as Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN's) e refinarias e tratar a água tanto para descarte, quanto para reaproveitamento.

O processamento pode ter uma planta simples, onde há apenas a separação água/óleo/gás, ou então uma planta mais complexa, onde há o tratamento e a estabilização do óleo, condicionamento e compressão do gás e o tratamento da água para descarte ou injeção no reservatório. A separação em estágios do gás-óleo, envolvendo diferentes pressões em série (baixa, intermediária e alta), visando assim, maximizar a produção de óleo.

Após a separação primária dos fluidos produzidos, gás, óleo e água passam por um tratamento individual, tendo em vista atingir as especificações exigidas ao descarte da água e a comercialização do gás e do óleo. Visando a água, necessita-se passar pelo tratamento para remoção das gotículas de óleo, tendo como possibilidades Tanques separadores (*skimmers*), flotadores a gás e hicrociclones. Ao tratar-se do gás, compressores elevam a pressão ao nível desejado para a tubulação, tendo a necessidade de vários estágios para que ocorra a compressão das correntes de intermediária e baixa pressão, compressores cujas dimensões tem graus de flexibilidade tem seu uso para atender variações nas pressões e vazões volumétricas dos gases, para alguns gases há a necessidade de um processo de remoção do Ácido Sulfídrico ( $H_2S$ ) e a grande maioria das facilidades exigem a remoção de vapor de água. Para o sistema óleo, o problema principal é a remoção da água emulsificada, onde há também a presença de sedimentos inorgânicos e alguns sais dissolvidos, necessitando assim usar de procedimentos para que os sedimentos se coalesçam nas gotículas de água, formando gotas maiores onde será possível decantar e permitir a separação do sistema em duas fases líquidas, uma oleosa e outra aquosa.

Referindo-se à água, quer seja ela pra reuso ou descarte, exige tratamento, pois além do óleo, ainda há uma elevada salinidade, sólidos suspensos e podem



apresentar diversos gases dissolvidos (como o sulfídrico e carbônico). No caso de descarte da água há requisitos exigidos da CONAMA 357/2005, os mesmos se relacionam com o descarte em corpos hídricos em terra, caso de refinarias (*onshore*) por exemplo, caso o despejo não seja em corpos hídricos em terra, ou seja, sejam descartadas em campos marítimos (o mais comum *offshore*) há a necessidade de manter o teor de óleo e graxas (TOG) abaixo 20miligramas por litros de água, para obedecer a lei ambiental brasileira.

No caso de reuso da água, padrões de tratamento são ainda mais rigorosos, pois o descuido pode levar a entupimentos ou corrosão de equipamentos além de não comprometer sua injetividade em reservatórios. Todos os tratamentos são baseados na Lei de Stokes, onde a expressão avalia a velocidade de queda de uma partícula de dimensões reduzidas que se descola sob o efeito de uma força de campo no seio de um fluido, sendo assim, tem-se como objetivo a separação de sistemas particulados, podendo ser óleo livre ou suspenso e sólidos livres em suspensão. Além do sistema de separação acima citado, a utilização de produtos químicos para a desestabilização e coalescência das gotículas de óleo e de água, é de suma importância, nesse caso utilizam-se polieletrólitos.

Polieletrólitos são agentes poliméricos flocculantes, onde sua ação é evitar a repulsão das cargas superficiais existentes nas gotículas por meio de neutralização das mesmas e induzir a floculação. Os agentes polieletrólitos mais usados são os polieletrólitos catiônicos, pois as gotas de óleo geralmente apresentam cargas negativas, tendo como exemplo, poli(brometo de piridínio vinílico), poli(imina vinílica).

Para tratamentos de água oleosa em unidades offshore, é comum o uso de hidrociclones seguidos de flotador. Para uma parcela dos casos, apenas a passagem do efluente pela bateria do hidrociclone é suficiente para o enquadramento e seu descarte. Entretanto há casos que apenas a passagem do efluente pela bateria não é satisfatório para o enquadramento, nesse caso há o uso de tanques "slop" (tanques gravitacionais) em unidades FPSO ("Floating Production Storage and Offloading"), porém há um risco para o armazenamento em tanques gravitacionais, sendo esse a geração de H<sub>2</sub>S devido ao crescimento de bactérias redutoras de sulfato, afinal nesses tanques tem-se alto tempo de residência, altas concentrações de sulfato e condição anaeróbia.

Em unidades onshore o espaço não é um fator delimitante, ao contrário de unidades offshore, assim sendo, tem-se uma separação mais minuciosa para remoção de óleo livre, sendo utilizados separadores do tipo API, seguido por gás dissolvido e filtros (podendo ser filtros de leito misto, de areia ou do tipo cartucho) ou por de flotadores naturais (tanques que para flotar gotículas de óleo emulsionadas utilizam parte do próprio gás proveniente da água).

Em alguns casos em unidades onshore, dependendo da salinidade da água, tem-se o uso de processos mais sofisticados para remoção da salinidade (resinas de

troca iônica, abrandamento químico ou membranas de nanofiltração / osmose inversa), visando principalmente o reuso da água produzida, podendo ser a fim de gerar vapor para recuperação terciária de petróleo ou para irrigação.

Em campos onshore, os teores de óleo giram em torno de 5mg/L, para águas tratadas por esses equipamentos. Já em sistemas offshore, os valores são mais elevados, em torno de 30mg/L, onde os tempos de residência são mais curtos.

Referindo-se ao Gás natural quanto ao seu tratamento e processamento, deve-se levar em conta suas características, para que não ocorra nenhum problema no seu condicionamento.

Gás natural tem como seu principal componente o metano ( $\text{CH}_4$ ), entretanto sua composição abrange do metano ao hexano ( $\text{C}_6\text{H}_{14}$ ), tratando-se de hidrocarbonetos gasosos, que corresponde a aproximadamente 90%. Entretanto além de hidrocarbonetos, o percentual restante se divide em contaminantes (dióxido de carbono e gás sulfídrico) e componentes diluentes como o vapor d'água e o nitrogênio.

Tem sua ocorrência na natureza associada ou não ao petróleo, quando não associado origina-se de um reservatório produtor de gás, podendo conter óleo, em quantidade relativamente menores quando comparado a reservatórios produtores de óleo, nesse caso, tem-se tanto o gás em estado livre formando a capa de gás ou encontrado em solução na massa de óleo.

O gás quando comercializado tem seu uso majoritariamente como combustível, sendo esses o GLP - gás liquefeito do petróleo, para uso doméstico, LGN - líquido de gás natural para uso industrial e GNV - gás natural veicular, além de uso comercial o gás também pode ser destinado às siderurgias e petroquímicas, como redutor e matéria prima respectivamente. Todavia o gás é prioritariamente consumido nas instalações de produção, seja para geração de energia (nos turbogeradores ou para combustível em caldeiras e fornos), para elevação artificial (*gas lift*) ou para a recuperação secundária (injeção em poços).

Para que não ocorra a alteração da característica e danificação dos equipamentos há a necessidade de condicionar o gás natural para remoção de materiais e compostos, a retirada dos mesmos, visa assegurar sua transferência da área de produção até os centros processadores de forma segura e qualidade mínima desejada. Tendo como exemplo o alto teor de resíduos sólidos e de gases ácidos, o primeiro pode comprometer a integridade física do sistema de transporte de gás, já o alto teor de gases ácidos pode alterar a qualidade do gás a ponto de inviabilizar sua comercialização.

O condicionamento do gás engloba vários processos químicos, físicos e mecânicos referentes ao sistema de tratamento primário da produção de gás e óleo,

tendo como principais processos: compressão, desidratação e remoção de gases ácidos.

Após etapa de separação inicial de gás e óleo, a corrente de gás para retirar as pequenas gotículas de óleo entra em processo de depuração e filtração. Após filtrado e depurado, quando necessário o gás entra em processo de dessulfurização. Logo após sua dessulfurização há o processo de compressão do gás seguindo para a desidratação, os mesmos têm como objetivo garantir o escoamento eficiente até a unidade de processamento evitando a ocorrência de hidratos e com qualidade necessária.

No condicionamento do gás natural, há alguns compostos que devem ser removidos ou reduzidos para se adequarem aos determinados teores estabelecidos por padrões e normas, dentre eles temos: compostos sulfurados, dióxido de carbono, compostos líquidos e sólidos e a água.

O seu processamento, no Brasil, consiste em tornar a composição do GN de acordo com as especificações determinadas na portaria ANP 104/2002, para que o mesmo possa ser comercializado em todo o território nacional. Sua realização é feita nas Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN's), onde tem-se a separação das frações mais leves do gás natural (C1 e C2) das frações mais pesadas. O processo se caracteriza pelo aumento da pressão ou diminuição da temperatura para que ocorra a condensação dos compostos mais pesados, para que isso ocorra são usados os seguintes processos: refrigeração simples onde o através da utilização de fluido refrigerante em um circuito fechado ocorre a redução da temperatura para condensação dos hidrocarbonetos mais pesados; absorção refrigerada onde há o contato entre um fluido auxiliar (óleo de absorção) e o gás em uma torre a baixa temperatura e alta pressão em circuito fechado; expansão Joule-Tompson onde a expansão de um gás numa válvula acarreta uma redução de pressão, por conseguinte uma diminuição da temperatura e por último a turbo-expansão onde a condensação dos hidrocarbonetos mais pesados que se deseja separar é provocado pelo abaixamento da temperatura do gás através da sua expansão em uma turbina.

O Gás natural pode ainda ser denominado como gás úmido, quando frações líquidas de hidrocarbonetos comercialmente recuperáveis estão presentes, e de gás seco, quando se tem a fração líquida retida depois de processado na Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN) (VIEIRA et al., 2005).

Para remoção da água livre usam-se os tanques gravitacionais trifásicos, entretanto não há a remoção completa do óleo efluente a água emulsionada para que o mesmo possa ser exportado segundo as especificações que limitam o teor de e sais dissolvidos em água em no máximo 570mg/L de sair em óleo e o teor de "basic sediment and water(BS&W)" em no máximo 1% de volume.

Só a energia de cisalhamento que durante a produção é feita aos fluídos, não é suficiente para estabilizar uma emulsão e para que seja possível enquadrar o óleo nas especificações necessárias, necessita-se fazer mecanismos para estabilização das emulsões, que se tratando do petróleo são do tipo Água em Óleo(A/O). Para que uma emulsão seja considerada estabilizada há três condições que devem ser satisfeitas, sendo elas: existência de dois líquidos imiscíveis em contato; agitação para misturá-los intimamente; existência de agentes emulsificantes (KUNERT, 2007).

A presença de agentes emulsificantes fará com que o óleo e a água não se separem nas fases puras, os mesmos, devido sua estrutura molecular, apresentam ação tensoativa e surfactante. Para que esses compostos estejam tanto em contato com a água quanto com o óleo, garantindo a estabilidade das emulsões, há a necessidade de ter caráter anfifílico, ou seja, ter afinidade com a água(hidrofílico) e o óleo(lipofílico). Os agentes têm como função formar uma película impedindo o contato da gota de água com o óleo, evitando que ocorra a união das duas parcelas.

As estabilizações das emulsões do petróleo do tipo Água em Óleo (A/O), se dão principalmente pelos compostos asfaltenos, entretanto não são os únicos, podendo ter resinas ou naftênicos. Além dos compostos emulsificantes naturais acima citados, há sólidos finamente divididos, as argilas, que também proporcionam estabilização das emulsões por terem características anfifílicas.

Já tratando-se dos mecanismos de estabilização, dois podem ser observados, sendo eles: por impedimento estérico ou por repulsão elétrica, o uso de um ou outro depende da natureza química dos compostos emulsificantes presentes na interface. Além de um terceiro que também conhecido como efeito Gibbs-Marangoni.

No primeiro, é o caso de compostos asfaltênicos, ocorrendo predominantemente nas emulsões de água em óleo, sendo caracterizado pela parte apolar das moléculas dos agentes emulsificantes impedindo o contato entre as gotas.

Diferentemente do primeiro, a repulsão elétrica acontece quando a água e os emulsificantes interagem, causando repulsão devido a formação de uma camada elétrica superficial, esse tipo de estabilização é mais comum quando se tem a água na fase externa, ou seja, em emulsões de óleo em água.

O Efeito Gibbs-Marangoni age na desestabilização da emulsão sob ação dos desemulsificantes. Entretanto de acordo com (COUTINHO,2005) o efeito pode ser representado como mecanismo de estabilização adicional. O efeito Gibbs-Marangoni se dá em uma emulsão de água em óleo quando duas gotas de água se aproximam, aparecendo um gradiente de tensão interfacial devido a uma deformação da interface na região de aproximação, para que reestabeleça a tensão superficial, há o efeito Gibbs-Marangoni, diminuindo a tensão devido a uma migração dos elementos tensoativos na deformação.

As emulsões do tipo água em óleo tem diversos fatores que podem alterar sua estabilidade, dentre eles, temos dependência da natureza e a quantidade de emulsificantes naturais existentes no petróleo, quanto maior a quantidade de emulsificantes, mais estável o petróleo é, pois mais agentes emulsificantes irão se alojar nas superfícies das gotas de água, sendo mais difícil a repulsão da mesma. Além da natureza e da quantidade de emulsificantes tem-se o envelhecimento da emulsão, quanto mais velha é a emulsão, maior a chance de mais agentes emulsificantes se depositarem na interface, o que deixa a emulsão mais estável.

A presença de sólidos finos, como a argila por exemplo, também torna a película interfacial mais rígida, sendo mais difícil o seu rompimento.

O volume da fase dispersa e o tamanho das gotas de água também afetam a sua estabilidade. No primeiro a estabilidade é afetada pois quanto maior o teor de água, mais gotas de água encontram-se na emulsão, tendo uma maior probabilidade de se chocarem provocando a coalescência, consequentemente podendo ter a diminuição da estabilidade da emulsão. Já tratando do tamanho das gotas, está relacionado a velocidade de sedimentação, sendo proporcional ao tamanho da gota, ou seja, quanto maior o tamanho da gota, maior a sua velocidade de sedimentação.

Após a passagem do petróleo pelas colunas de produção, é feito a desestabilização, não é feito antes visto que ambos separados poderiam causar danos a tubulação ou até corrosão da mesma, são separados pois a água junto ao óleo não tem valor econômico, assim sendo, é melhor separá-la do meio oleoso (ANDRADE, 2009).

Para isso são usados mecanismos de desestabilização, que pertencem a uma ordem, sendo floculação, coalescência e sedimentação respectivamente. A floculação tem como objetivo a aproximação das moléculas, tornando assim mais provável a sua coalescência, essa por sua vez representa a quebra do filme interfacial fazendo com que gotas se juntem formando gotas maiores e mais pesadas favorecendo a decantação, a mesma tem como principal ator a gravidade, fazendo com que ocorra a separação das fases.

Para que ocorra a desestabilização do petróleo do tipo água em óleo podem ser usados os seguintes métodos:

Adição de desemulsificantes, os mesmos são produtos químicos que agem na interface da molécula de água deslocando os emulsificantes naturais, consequentemente favorecendo a coalescência da água, tornando-a maior e mais pesada contribuindo para sedimentação da mesma, separando em duas fases.

Além da adição de desemulsificantes, pode ser usado o aquecimento para desestabilização da emulsão. O aquecimento age diminuindo a viscosidade do sistema, aumentando assim a velocidade de sedimentação das gotas, uma vez que o

aquecimento agita as moléculas de água aumentando a taxa de colisão das mesmas, diminui também a rigidez do filme e aumenta a difusibilidade do desemulsificante no meio.

Outro método que também pode ser usado é o aumento no teor de água, com o aumento no teor de água, há o aumento do número de gotas e o aumento do tamanho da mesma. Aumentando o número de gotas e o tamanho, aumenta a chance de colisão entre as gotas, provocando instabilidade no sistema, sendo isso um fator fundamental para coalescência.

Campo elétrico é um método utilizado para ocorrer a polarização da gota de água, pois forma-se um dipolo induzido, fazendo com que a mesma se alongue em encontro ao campo elétrico. Ocorrendo a proximidade das gotas que estão se alinhando em direção ao campo, por estarem polarizadas acabam se atraindo, aumentando assim a chance de colisão entre as gotas e a taxa de coalescência.

O uso do campo centrífugo tem como característica de separação principal a densidade. Uma vez que o fluido é colocado em contato com um campo gravitacional, a centrifugação é usada com a finalidade de promover via sedimentação a separação dos líquidos de diferentes densidades e imiscíveis.

Referindo-se de tratadores eletrostáticos, há dois tipos, o de alta velocidade no qual a carga é alimentada em regime turbulento, sendo adicionada diretamente na região entre os eletrodos contribuindo para coalescência mais rápida das gotas de água. O de baixa velocidade se caracteriza pela emulsão sendo introduzida no vaso em escoamento laminar, fazendo com que a mesma sofra uma pré lavagem, para promover uma maior coalescência das gotas de água.

Além dos tratadores eletrostáticos temos os separadores tubular e ciclônico. Os separadores tubulares também utilizam a gravidade para separação da água e óleo, no interior do equipamento, onde uma camada de óleo de espessura pequena é mantida para que ocorra a rápida sedimentação da água, diminuindo assim o tempo de residência do líquido. Já nos separadores ciclônicos a separação dos fluídos ocorre devido a densidade, por meio de força centrífuga separa-se o óleo da água e o gás de líquido. O fluído entra de maneira tangencial no interior do ciclone, fazendo com que o fluido gire dentro do mesmo. Posteriormente ocorre uma aceleração da velocidade, aumentando a força centrífuga devido a redução do diâmetro na secção cônica. Esse aumento na força centrífuga faz com que o fluido menos denso se concentre no meio e o mais denso para as extremidades do equipamento.

## **2. JUSTIFICATIVA**

Os conhecimentos a respeito de processamento primário e o tratamento para o enquadramento de seus produtos e rejeitos é de suma importância para o cenário futuro de exportação e produção do petróleo, tendo em vista o amadurecimento dos campos produtores e às exigências ambientais cada vez mais rigorosas. Sendo assim, é de grande relevância o levantamento de especificações para produtos e rejeitos pós processamento primário, para que se possa entender os desafios encontrados e procurar soluções para um cenário futuro.

### **3. OBJETIVO**

O foco principal do trabalho é apresentar as etapas do processamento primário do petróleo e seu tratamento individual após separação. Levando em conta o petróleo desde a sua formação até o tratamento individual para enquadramento dos produtos e rejeitos, sendo apresentado para cada produto do processamento primário a suas principais especificações exigidas para as correntes de gás, óleo e água.



#### **4. MATERIAIS E MÉTODOS:**

Uma vasta pesquisa de revisão bibliográfica foi realizada, tanto nacional como internacional sobre publicações a respeito do processamento primário de petróleo. Para isso será utilizado o levantamento eletrônico de artigos, monografias, dissertações e teses, indexados nas bases de dados da Knovel e OnePetro. Os termos de busca foram processamento primário, instalações de manuseio de óleo, instalações e manuseio de gás, sistemas de tubulação, tubulação de instalações, tratamento de rejeitos do petróleo, tratamento de gás, óleo e água. Selecionaram-se artigos e livros que abordaram o tema principal proposto no título.

Foram considerados também relatórios contidos no banco de dados da Petrobras, haverá ainda um levantamento de informações junto a algumas empresas conhecidas do setor de processamento primário, como Modec e SBM Offshore.

## **5. ANÁLISE DE DADOS**

Buscando atender os objetivos pré-estabelecidos nesse projeto, foi avaliado o material reunido e os resultados organizados a partir do desenho metodológico proposto.

Após feita síntese das informações encontradas nos relatórios de empresas conhecidas no ramo petrolífero e nas bibliografias pesquisadas, a monografia será redigida com base nos mesmos e conter informações nos conceitos das indústrias de processamento primário.

## 6. RESULTADOS

Após processamento primário das correntes, há o tratamento individual de óleo, gás e água. No caso da Água trata-se para atingir as especificações necessárias para descarte, já referindo-se ao óleo e gás o tratamento se dá para atingir as especificações para comercialização.

Quando se trata de comercialização do gás, em sua composição não pode conter elevadas quantidades de dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) e ácido sulfídrico ( $\text{H}_2\text{S}$ ), sendo liberado a uma pressão específica. Vapor de água também é um problema nos gases, pois podem condensar formando hidratos, os mesmos causam corrosão da tubulação. Segundo a Portaria 104/2002 da Agência Nacional do Petróleo (ANP), Gás Natural para comercialização necessita se adequar a especificação de no máximo 3 a 5 libras por milhão de pé cúbico (lb/Mscf).

Referindo-se ao óleo as especificações se dão em relação aos sais dissolvidos e água e quantidade de água e sedimentos (BS&W), ambos não podendo ser encontrados em excesso. Podendo encontrar no máximo 1% de água e sedimentos (BS&W), em relação a sal no óleo para fins de refino no máximo 570 miligramas por litro (mg/L) e quando para exportação tendo no máximo 285 miligramas por litro (mg/L) de sal no óleo.

Ao tratar-se da água, o enquadramento se faz necessário para o descarte, as regulamentações internacionais para plataformas limitam de 10 a 40 gramas por litro de óleo por litro de água, para efeito das condições e padrões de lançamento de efluentes em território nacional, o Artigo 16 da Resolução CONAMA 430/2011, estabelece entre outras as seguintes especificações: Óleo disperso (TOG-teor de óleo e graxa) até 20 miligramas por litro ou 20 ppm (partes por milhão), Temperatura inferior a 40 graus Celsius sendo que a variação de temperatura do corpo receptor não exceda a 3 graus Celsius no limite da zona de mistura, pH entre 5 e 9, óleos vegetais e gorduras animais em até 50 miligramas por litro e a ausência de materiais flutuantes.

A tabela a seguir faz a síntese das informações acima citadas, com enfoque relacionado ao processamento primário do petróleo e o enquadramento dos produtos e rejeitos:

CORRENTE	PARÂMETRO	ESPECIFICAÇÃO
Gás	Teor de água	máx. 3 a 5 lb/Mscf
	Teor de inertes, CO <sub>2</sub>	máx. 4% do volume
	Teor de H <sub>2</sub> S	máx. 10 a 15 ppm
Óleo	Teor de sais	Refino: máx. 570 mg/L (em NaCl) Exportação: máx. 285 mg/L (em NaCl)
	BS&W	Refino: máx. 1% vol Exportação: máx. 0,5% vol
Água produzida	Temperatura	Máx. 40 graus celsius
	TOG	Máx. 20 ppm

Como previsto, a água acaba sendo o maior empecilho para o enquadramento, pois como já foi falado no estudo, há diversos problemas relacionados a mesma, podendo ser lembrados: as emulsificações, sendo essa, um processo demorado, a presença de microrganismos e gases dissolvidos. Além de ser ter a possibilidade de reinjeção, o que torna o tratamento ainda mais rigoroso, para que não ocorra problemas nos equipamentos como o entupimento e a corrosão

## **7. DISCUSSÃO**

Apesar do presente estudo não ter o enfoque principal na esfera ambiental e em como melhorar o processo de tratamento dos rejeitos, não há como excluir a relação entre o mesmo e o processamento primário.

Nota-se que a água é a parte crítica e mais impactante do processo primário, tendo o seu enquadramento o mais complexo, uma vez que sua emulsificação ocasiona tantos problemas para seu posterior tratamento, dificultando a sua reinjeção por exemplo. Além de sua emulsificação, apenas o contato com o ambiente, pode ocasionar contaminação da mesma, essa contaminação também impede que a mesma seja reinjetada.

Constatou-se haver novas tecnologias, o SSAO (Separador Submarino de Água e Óleo) tendo como pioneirismo a uma profundidade de 870 metros a Petrobras. Fazendo uso do sistema de separação submarina. Além do SSAO, outra inovação tecnologia é a RWI (injeção de água bruta) onde a água que acabou de ser captada pelo sistema, é filtrada para retirada das impurezas que possam danificar o reservatório e é pressurizada para ser reinjetada. Há também o Bombeio Multifásico Submarino (BMS), também sob uso da Petrobras, o mesmo utiliza energia elétrica enviada pela unidade de produção para aumentar a pressão no reservatório.

## 8. CONCLUSÃO

Nota-se que foi investido muito em tecnologia submarina e no tratamento de água, principalmente para reinjeção. Essas tecnologias priorizam a redução do volume de equipamentos de superfície na plataforma e diminuição dos custos operacionais no caso do Separador Submarino de Água e Óleo, no caso do RWI a grande vantagem é aumentar o fator de recuperação do reservatório sem ampliar os sistemas na superfície.

No caso do Bombeio Multifásico Submarino, não usa o tratamento de água, porém é de suma importância para o aumento da Exportação e Produção de petróleo (E&P), uma vez que o mesmo aumentando a pressão do reservatório, aumenta a produção de petróleo, a viabilização da produção em poços mais distantes das plataformas além do aumento do fator de recuperação (o quanto se pode extrair de óleo) do reservatório.

## 9. REFERÊNCIAS

STEWART, M.; ARNOLD, K. Surface Production Operations, Volume 1: Design of Oil Handling Systems and Facilities. 3rd. ed. Burlington:Elsevier, 2007.

STEWART, M. Surface Production Operations: Vol 2: Design of Gas-Handling Systems and Facilities. 3rd. ed. Waltham:Elsevier, 2014.

STEWART, M. Surface Production Operations: Volume III: Facility Piping and Pipeline Systems. 1st. ed. Waltham:Elsevier, 2015.

DA SILVA, A. L. F. Processamento Primário de Petróleo. Rio de Janeiro. 2007.

VIEIRA, P. L., GARCIA, C. B., GUIMARÃES H., B., TORRES, E. A., PEREIRA, O. L. S. Gás natural: benefícios ambientais no Estado da Bahia. Salvador: Solisluna Design e Editora, 132 p., 2005.

SANTANA, C. N. Síntese de Fischer-Tropsch: Processos Industriais e Adsorção de CO em Aglomerados Metálicos. Projeto Final de Curso (Graduação em Engenharia Química) - Rio de Janeiro: UFRJ/EQ, 2006.

PRAÇA, E. R. Distribuição de gás natural no Brasil: um enfoque crítico e de minimização de custos. Dissertação (Mestrado em Ciências) - Fortaleza: DET/UFCE, 2003.

SILVA, E. B. Quebra de Emulsões de Petróleo via Micro-ondas: Estudo de Participação de Espécies Ácidas. 2010. 93 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Processos) – Universidade Tiradentes, Aracaju, 2010.

ANDRADE, G. H. Estudo da Espectroscopia na Região do Infravermelho Médio e Próximo para Previsão das Propriedades do Petróleo e Emulsão de Petróleo do Tipo Água em Óleo. 2009. 125f. Dissertação (Mestrado em Tecnologia de Processos Químicos e Bioquímicos) - Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2009.

Brasil. Ministério do Meio Ambiente (MMA). Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA). Resolução CONAMA Nº 357, de 17/03/2005. Dispõe sobre a classificação dos corpos de água e diretrizes ambientais para o seu enquadramento, bem como estabelece as condições padrões de lançamento de efluentes, e dá outras providências.

ANP. Portaria n. 104, de 08 de julho de 2002. Estabelece a especificação do gás natural, de origem nacional ou importada, a ser comercializado em todo território nacional.

Brasil. Ministério do Meio Ambiente (MMA). Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA). Resolução CONAMA N. 430, de 13/05/2011. Dispõe sobre as condições

e padrões de lançamento de efluentes, complementa e altera a Resolução N 357, de 17 de março de 2005, do Conselho Nacional do Meio Ambiente-CONAMA.